



KIM KEATS

Director de EKON strategy consulting
Una marca de IA Advisory

LECCIONES DEL REER; NI PANACEA NI FRACASO

“El Régimen Económico de Energías Renovables (REER) es un marco retributivo diseñado para instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cuyo objetivo es dar previsibilidad y estabilidad a los ingresos de nuevas instalaciones y así facilitar su financiación. La actualidad de mercado ha cambiado mucho en los últimos años y nos muestra algunos puntos débiles de este mecanismo”

UN REPASO AL REER; ¿CÓMO FUNCIONA?

El Régimen Económico de Energías Renovables (REER), regulado por el [Real Decreto 960/2020](#), nació con una ambición clara: ofrecer un marco estable que facilitara la **inversión en nuevas instalaciones renovables** integrándolas plenamente en el mercado eléctrico.

No pretendía garantizar rentabilidades fijas, sino **facilitar la remuneración** de proyectos competitivos, preservando las señales de precio y evitando distorsiones en un sistema cada vez más saturado de energía limpia en horas solares.

En esencia, el REER es un **sistema de cobertura de precios por diferencias**, un contract for difference (CfD) frente al precio del mercado mayorista. Los adjudicatarios de las subastas reciben —o devuelven— la diferencia entre el precio de adjudicación y el precio del mercado. Hasta aquí, nada inusual: esquemas similares operan en buena parte de Europa.

El mercado, desde 2020, ha cambiado sustancialmente, lo que implica un impacto en los proyectos acogidos a este mecanismo de remuneración. **¿Nos hemos olvidado de ellos?**



Cómo funciona realmente el REER

En cada subasta, los adjudicatarios ofrecen un precio de adjudicación (por ejemplo, 35 €/MWh). A partir de ahí, la liquidación funciona como un contrato por diferencias frente al precio horario del mercado:

Precio de mercado	Precio REER	Diferencia	Resultado
50 €/MWh	35 €/MWh	+15 €/MWh	El productor devuelve 15 €/MWh al sistema
20 €/MWh	35 €/MWh	-15 €/MWh	El sistema paga 15 €/MWh al productor

Tabla 1. Elaborada por Kim Keats

El objetivo es proteger al promotor frente a precios bajos y proteger al sistema frente a precios altos, garantizando **ingresos predecibles** sin desconectarse del mercado.

Duración del régimen

La cobertura del REER no es indefinida. Cada instalación adjudicada mantiene derecho a recibir (o devolver) pagos por diferencias **durante 12 años** desde la fecha de inscripción en explotación. Pasado ese periodo, la planta continúa vendiendo en el mercado sin retribución adicional.

Energía de subasta

Además del límite temporal, el régimen establece una **cantidad máxima de energía** denominada “energía de subasta”, calculada a partir del número de horas equivalentes y la potencia adjudicada.

Estas horas equivalentes varían por tecnología según la [Orden TED/1161/2020](#), de modo que los umbrales y los controles no son iguales para una planta eólica, fotovoltaica o de biomasa. Solo esa energía se beneficia de la cobertura del REER; una vez alcanzado ese volumen —o transcurridos los 12 años, lo que ocurra antes— **el proyecto deja de recibir pagos** por diferencias, aunque siga operando en el mercado.

Existe, además, un mecanismo de control periódico (trienal o “rolling”) que compara la energía realmente generada con los mínimos exigidos. Si el proyecto no alcanza la energía comprometida, puede sufrir **reducciones temporales del precio** de adjudicación o penalizaciones.

Aquí es donde interviene una **condición crítica**: cuando el precio de mercado diario o intradiario es igual o inferior al precio de exención de cobro (0 €/MWh), la energía producida no solo no se remunera, sino que tampoco se computa dentro de la energía de subasta. Por tanto, un periodo prolongado con precios nulos puede hacer que el productor avance más despacio hacia su volumen total de energía comprometida. Y si al cierre del periodo de control no cumple los umbrales mínimos, se activan automáticamente ajustes o penalizaciones.

En la práctica, esto significa que un exceso de horas con precios cero no solo reduce ingresos, sino que **pone en riesgo la cobertura futura del propio REER**.



El precio de exención: ni letra pequeña ni sorpresa

El llamado precio de exención de cobro, fijado por defecto en 0 €/MWh, ha generado polémica, pero no fue letra pequeña: **estaba previsto desde el primer día en el RD 960/2020** y el MITECO lo explicó abiertamente. Además, responde a una exigencia de la normativa europea: no se deben pagar primas o coberturas cuando el valor de la energía es nulo o negativo, para no distorsionar la integración de las renovables en el mercado interior.

En síntesis, cuando la energía no tiene valor económico, no tiene sentido remunerarla, y esta regla es común a todas las tecnologías —fotovoltaica, eólica, biomasa o termosolar—, aunque el impacto sea mayor en fotovoltaica por la coincidencia con las horas de precios más bajos.

En resumen, el REER no fue un esquema exclusivo de la fotovoltaica. La eólica tuvo un papel central en las dos primeras rondas y la biomasa también encontró su espacio, aunque a precios mucho más altos.

¿Cuánta capacidad sigue bajo el REER?

Aunque en total se adjudicaron **más de 6 GW en las dos primeras subastas**, no toda esa potencia llegó a inscribirse en el registro electrónico del REER, requisito indispensable para recibir la cobertura.

Según [Cinco Días](#) (4 de marzo de 2025), citando “datos oficiales del departamento”, una gran parte de los adjudicatarios renunció de manera voluntaria a acogerse al régimen, atraída por los precios récord del mercado y los PPAs firmados en 2021-2022.



De la teoría a la práctica: subastas y resultados: Desde 2021 se celebraron 4 subastas REER:

- Primera (enero 2021): 3000 MW adjudicados (2000 MW fotovoltaicos y 1000 MW eólicos).
- Segunda (octubre 2021): 3124 MW adjudicados (866 MW fotovoltaicos y 2 258 MW eólicos).
- Tercera (octubre 2022): 520 MW ofertados; adjudicados 146 MW de biomasa y 31 MW de fotovoltaica distribuida.
- Cuarta (noviembre 2022): 3300 MW ofertados (1800 MW fotovoltaicos y 1500 MW eólicos), pero solo 45,5 MW eólicos adjudicados al superar la mayoría de las ofertas los precios de reserva.

Las instalaciones que no se inscribieron dentro del plazo caducaron, perdiendo el derecho a participar del REER.

El propio MITECO mantiene operativo el Registro electrónico del Régimen Económico de Energías Renovables, pero no publica datos agregados sobre cuántos MW están actualmente en explotación. **Ni REE ni CNMC ofrecen tampoco un desglose de cuánta capacidad sigue activa bajo cobertura REER.**

Por tanto, aunque las cifras de Cinco Días parecen verosímiles, no existe un dato oficial público que confirme la potencia efectiva aún dentro del régimen.

Un esquema con luces y sombras

1. No es una panacea. El REER se concibió para acompañar el despliegue renovable en un momento de transición, no para asegurar rentas fijas ni aislar a los promotores del riesgo de mercado.

2. El error no fue del diseño, sino de cierta fe ciega en que los precios cero serían anecdóticos. Muchos ofertaron agresivamente para asegurarse potencia —un ejercicio de wishful thinking más que de análisis— y ahora se enfrentan a precios negativos y márgenes estrechos.

3. Tras el fracaso de la última subasta, el Gobierno se echó atrás. Viendo que el mercado desplegaba gigavatios por su cuenta, consideró que **no había urgencia en convocar más.**

4. Con el parón que se avecina en la fotovoltaica y la dificultad de desarrollar nuevos proyectos eólicos, es difícil imaginar que España alcance sus objetivos de descarbonización 2030 sin algún tipo de apoyo adicional.

Quizás el REER vuelva en una versión actualizada, aunque, como ya se ha dicho muchas veces, ningún mecanismo lo resuelve todo.

Por mi parte, preferiría no más subastas de capacidad, sino **objetivos obligatorios de garantías de origen (GOs)** con penalizaciones efectivas, al estilo del mercado de CO₂. Puede sonar heterodoxo, pero en realidad es **pura lógica económica.**

Un contexto europeo: cómo funcionan otros esquemas

El REER no surgió en el vacío. España buscaba un modelo más alineado con los esquemas de apoyo vigentes en otros Estados miembros de la UE, que integran las renovables en el mercado sin otorgar rentas fijas.

Conviene precisar que el Régimen Específico no desapareció con la creación del REER: sigue vigente para las instalaciones más antiguas, que continúan cobrando según las condiciones definidas en su día.

Lo que cambió es que ya no se admiten nuevas plantas bajo ese esquema; desde 2020, el REER se convirtió en la única vía de apoyo para nuevas instalaciones. Dicho esto, ningún régimen incentiva a los productores a ofertar o provocar precios negativos.

Bajo el Régimen Específico no tenía sentido producir a pérdida porque la energía estaba retribuida de forma estable; bajo el REER, los precios cero o negativos no se liquidan ni se computan como energía de subasta. Esa diferencia de incentivos —respecto a otros países donde la prima sigue pagándose incluso con precios negativos— ayuda a explicar por qué en España, aun cuando los precios bajos o negativos se repiten, rara vez alcanzan valores muy negativos.

1. Alemania – EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz): Alemania evolucionó desde las tarifas fijas (feed-in tariff) hacia un sistema de prima de mercado deslizante. Los productores renovables venden su energía directamente en el mercado y, si el precio está por debajo de su oferta, reciben una prima variable que cubre la diferencia. Si el mercado supera su precio de adjudicación, la prima desaparece. El esquema busca integración plena en el mercado sin eliminar la previsibilidad de ingresos.

2. Reino Unido – CfD (Contract for Difference): El Reino Unido fue pionero en el CfD bidireccional, muy parecido al REER español. Los generadores ofertan un precio strike en subasta. Si el precio de mercado cae por debajo del strike, reciben un pago complementario; si lo supera, devuelven la diferencia. Los contratos duran normalmente 15 años, ofreciendo gran visibilidad y estabilidad financiera.

3. Francia – Complément de rémunération: Francia aplica un modelo híbrido de tarifa de mercado más prima variable. Las plantas venden su energía en el mercado y reciben un complemento de remuneración hasta alcanzar un precio de referencia. Los proyectos grandes compiten en subastas, mientras que los pequeños pueden acceder a tarifas fijas. El sistema combina integración de mercado con ingresos estables.

4. Italia – Decretos FER: Italia emplea subastas bajo los Decretos FER, en las que los desarrolladores ofertan para acceder a una tarifa o prima garantizada. Dependiendo de la tecnología y tamaño del proyecto, la remuneración puede ser fija o variable. El objetivo es mantener la competitividad y exponer gradualmente a los productores al riesgo de mercado.

5. Dinamarca y Países Bajos – SDE++ : Tanto Dinamarca como los Países Bajos aplican esquemas de prima de mercado deslizante, similares en espíritu al EEG alemán. Bajo el sistema neerlandés SDE++, las renovables venden su energía en el mercado y reciben una prima que cubre la diferencia entre el coste de generación y el precio de mercado, hasta un máximo predefinido. Sin embargo, si los precios del mercado son negativos durante más de seis horas consecutivas, el apoyo se suspende temporalmente. Este enfoque pretende evitar la sobreproducción cuando la energía no es demandada, limitando la generación incentivada en momentos de exceso estructural, pero sin comprometer la estabilidad general del esquema.

La siguiente tabla resume los principales esquemas europeos y su tratamiento de precios cero o negativos:

PAÍS / RÉGIMEN	MODELO DE APOYO	TRATAMIENTO DE PRECIOS 0 / NEGATIVOS	¿SE MANTIENE EL APOYO?	TECNOLOGÍAS INCLUIDAS	DURACIÓN / OBSERVACIONES
España – Régimen Específico (RD 413/2014)	Tarifa o prima fija que garantiza una rentabilidad razonable	La energía no se remunera si los precios < 0 €/MWh durante periodos prolongados o si no se alcanzan las horas mínimas equivalentes	⚠ Limitado (tras 6h < 0 €)	FV, eólica, termosolar, biomasa, otras (instalaciones antiguas)	Vigente solo para plantas previas a 2020; revisión periódica (~7,39 %)
España – REER (RD 960/2020)	CfD bidireccional mediante subastas	La energía a precios ≤ 0 €/MWh no se liquida ni computa como energía de subasta	❌ No	FV, eólica, biomasa, termosolar (nuevas subastas desde 2021)	12 años o hasta completar la energía de subasta
Alemania – EEG	Prima de mercado deslizante (CfD unidireccional)	Apoyo suspendido si los precios ≤ -0,01 €/MWh durante más de 6h consecutivas	⚠ No (tras 6h < 0 €)	Eólica, FV, biomasa, hidráulica, biogás	20 años desde la puesta en servicio
Reino Unido – CfD	CfD bidireccional (precio strike)	Apoyo suspendido si los precios ≤ 0 €/MWh durante más de 6h (AR4 en adelante)	⚠ Limitado	Todas las tecnologías bajas en carbono (renovables y nuclear)	15 años típicamente
Francia – Complément de rémunération	Prima deslizante sobre el precio de mercado	Se mantienen los pagos incluso con precios 0 €/MWh; el riesgo es de balance	✅ Sí	FV, eólica, biogás, hidráulica	15–20 años según tamaño
Italia – Decretos FER	Tarifa o prima adjudicada en subastas	Los pagos continúan salvo decisión regulatoria por precios negativos persistentes	✅ Sí	FV, eólica, hidráulica, biomasa	20 años típicamente
Dinamarca / Países Bajos – SDE++	Prima de mercado deslizante	Apoyo detenido tras 6h de precios negativos	⚠ No (tras 6h < 0 €)	Eólica, FV, bioenergía	12–20 años según tecnología

Tabla 2. Elaborada por Kim Keats

¿Siguen siendo relevantes en Europa?

En la fase actual de la transición energética, las subastas están adquiriendo un **papel estratégico adicional**: facilitar la integración de tecnologías como las baterías (BESS, Battery Energy Storage Systems).

El despliegue masivo de generación renovable ha incrementado los requerimientos de flexibilidad del sistema eléctrico europeo. La alta penetración de energía solar y eólica introduce volatilidad en los precios marginales y en los flujos de potencia, incrementando la necesidad de servicios de balance y reserva. En este contexto, las subastas diseñadas para tecnologías híbridas permiten internalizar la flexibilidad del almacenamiento en la estructura de generación, optimizando el despacho y reduciendo la dependencia de tecnologías fósiles de respaldo.

El éxito de estas subastas depende de su diseño. Elementos críticos incluyen: la definición de productos energéticos y de flexibilidad claros; criterios de adjudicación que valoren no solo el coste nivelado de la energía (LCOE), sino también el valor sistémico aportado por el almacenamiento; y marcos regulatorios que aseguren la neutralidad tecnológica y la compatibilidad con el mercado.